Los precios de nudo en el mercado eléctrico chileno

LANZAMIENTO DE LA ESCUELA IBEROAMERICANA DE REGULACIÓN ELÉCTRICA (EIRE- ARIAE)

Seminario Taller Garantías y coberturas, Señales de localización y Mercados descentralizados

Hugh Rudnick
Universidad de los Andes, Colombia, 18 octubre 2018

Agenda

- **Introducción**
- Costo Marginal y Precio de Nudo
- Señales espaciales de transmisión
- Señales de mercado espaciales
- Conclusiones

Locational Marginal Pricing (LMP)

Los esquemas de precio son fundamentales para ajustarse a los cambios en desarrollo en el mercado eléctrico.

Precio marginal local (LMP) es un precio que, como mecanismo de mercado, permite gestionar la congestión de la transmisión.

Los precios en el mercado están determinados por las ofertas / demandas de los participantes de dicho mercado.

El cargo por el uso de la transmisión es el costo incremental del redespacho requerido para adaptarse al uso de la transmisión.

Si no hubiera congestión en la transmisión, el cargo por el uso de la transmisión sería cero (excepto por otros cargos para recuperar partes del costo hundido de la red de transmisión, etc.)

*California ISO

Locational Marginal Pricing (LMP)

Los precios marginales locales difieren según donde se produce la congestión de la transmisión

La congestión de la transmisión evita que la energía generada a bajo costo pueda abastecer todas las cargas y despeje el mercado

Alguna de esta generación de bajo costo debe reducirse, reduciendo el precio de mercado de la generación en el área no restringida

La generación de costos más altos debe restringirse para servir la carga en el área restringida, elevando el precio de mercado de la generación en el área restringida

*California ISO

Locational Marginal Pricing (LMP)

El precio marginal local (LMP) es el **costo marginal** de suministrar, al **mínimo costo**, el siguiente incremento de la demanda eléctrica en una ubicación específica (nodo) en la red de energía eléctrica, teniendo en cuenta tanto las ofertas (generación) como las demandas (cargas) y los **aspectos físicos del sistema de transmisión**, incluida la transmisión y otras restricciones operativas

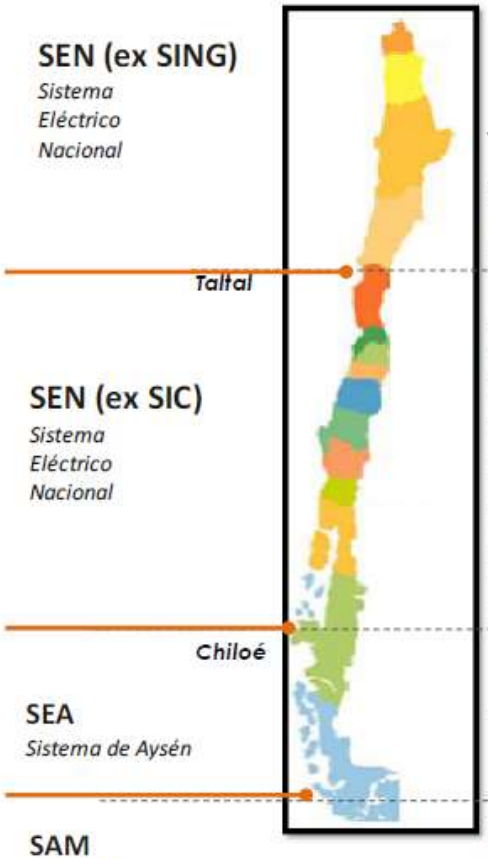
La definición y el cálculo de un LMP se basa en la teoría económica, considerando el costo marginal (costo variable), el menor costo de generación y las ofertas y demandas

LMPs dependen de las prácticas operativas del sistema de potencia, tanto de los aspectos físicos del sistema de transmisión, como la operación del sistema de energía y sus restricciones.

Se requiere utilizar precios locales para alcanzar la eficiencia económica en el mercado eléctrico.

*California ISO

Sistema Eléctrico Chileno

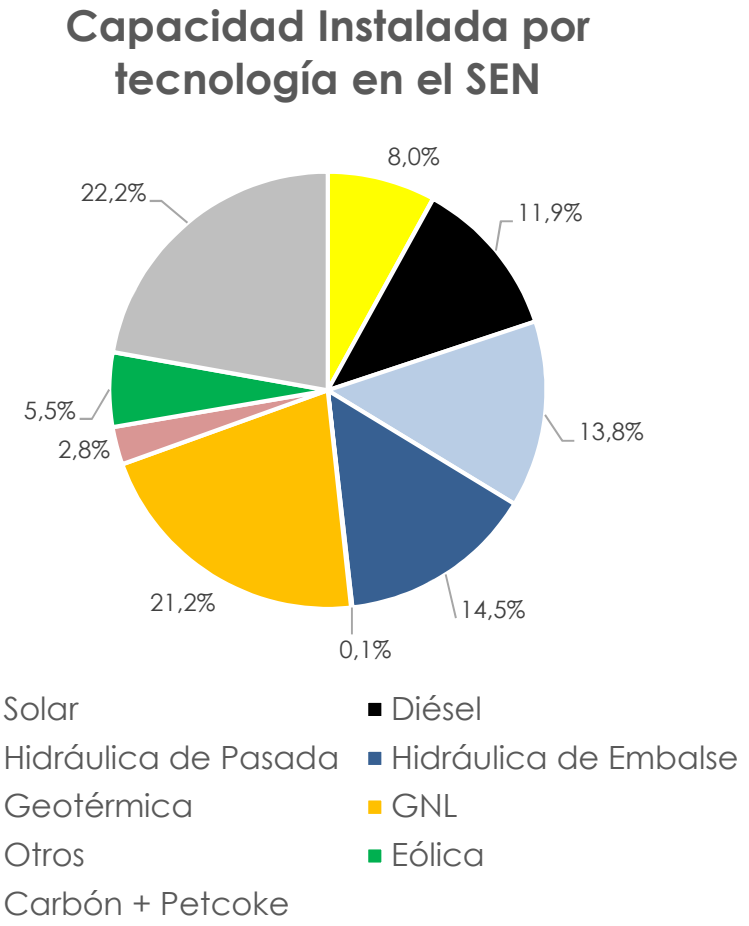


	Gross Capacity (Dec-2017)	Electricity Generation (Dec-2017)	Maximum demand (Dec-2017)	Population
Arica y Parinacota Tarapacá Antofagasta	**5.634 MW** 24,6 %	**1.717 GWh** 26,2 %	**2.775 MW**	**6,7%**
Atacama Coquimbo Valparaiso Región Metropolitana Lib. Gral. Bdo. O'higgins Bío-Bío Araucanía Los Ríos Los Lagos	**17.095 MW** 74,7 %	**4.810 GWh** 73,2 %	**8.072 MW**	**89,5%**
Aysén	**63 MW** 0,3 %	**13 GWh** 0,2 %	**25 MW**	**2,8%**
Magallanes	**104 MW** 0,5 %	**26 GWh** 0,4 %	**48 MW**	**1%**

Fuente: CNE

[1]El 21 Noviembre 2017 sistemas SING y SIC se interconectaron creando el SEN.

Composición del sistema de generación



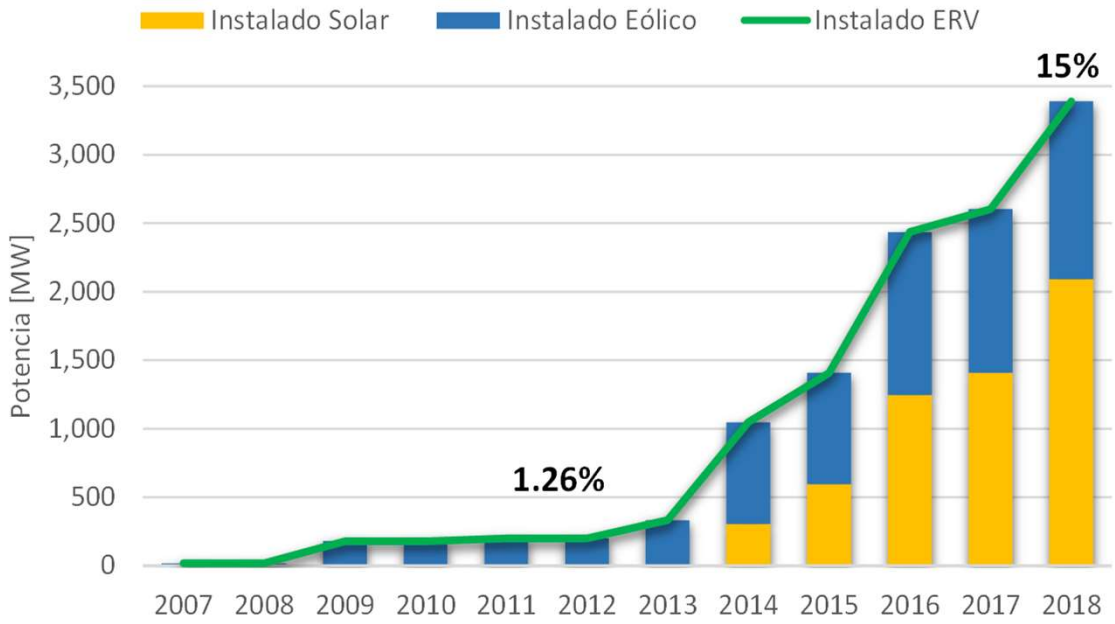
El sistema chileno es un sistema principalmente **hidrotérmico**.

Hacia norte del sistema, generación es principalmente térmica, mientras que al sur predomina generación hidráulica.

Composición del sistema de generación

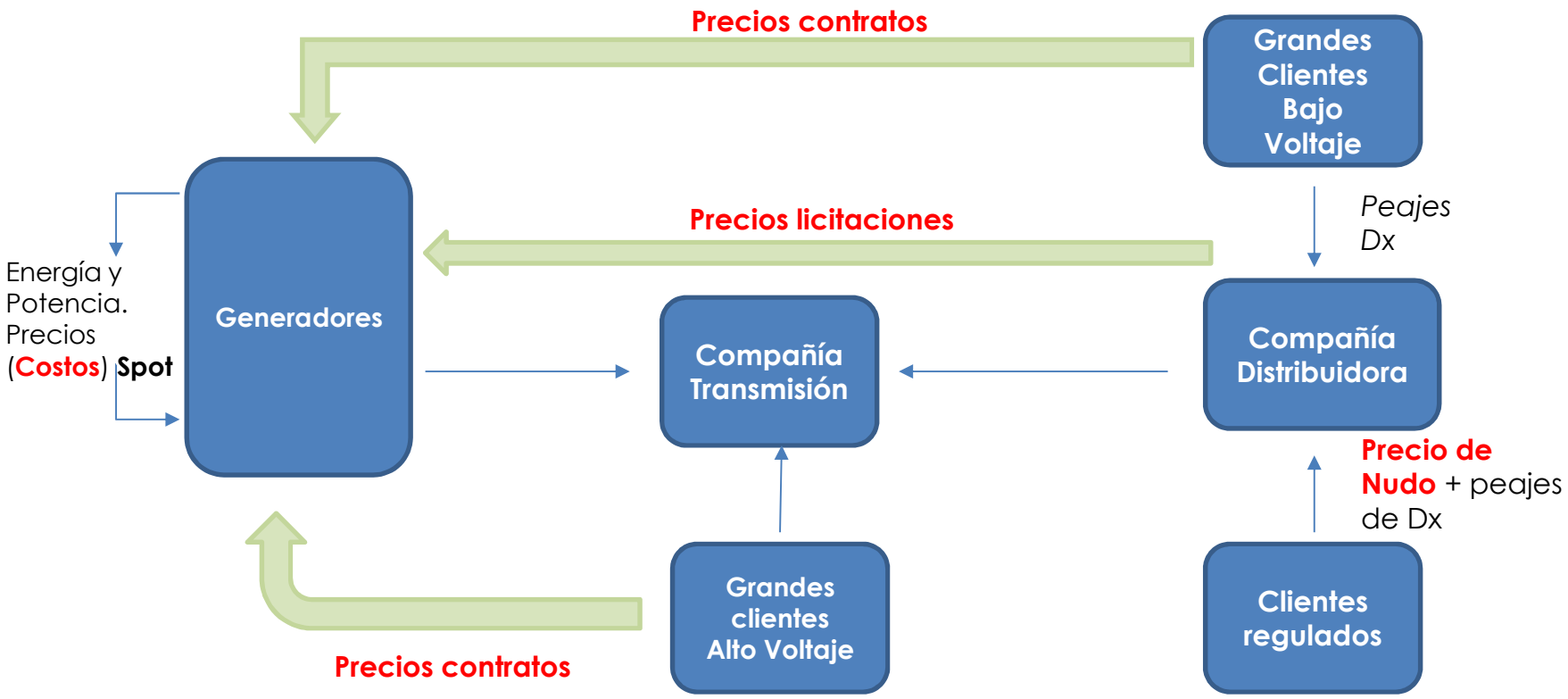
En últimos años, Energías Renovables No Convencionales (ERNC) han ganado terreno en el sistema.

Evolución de las tecnologías solar y eólica desde el año 2007.



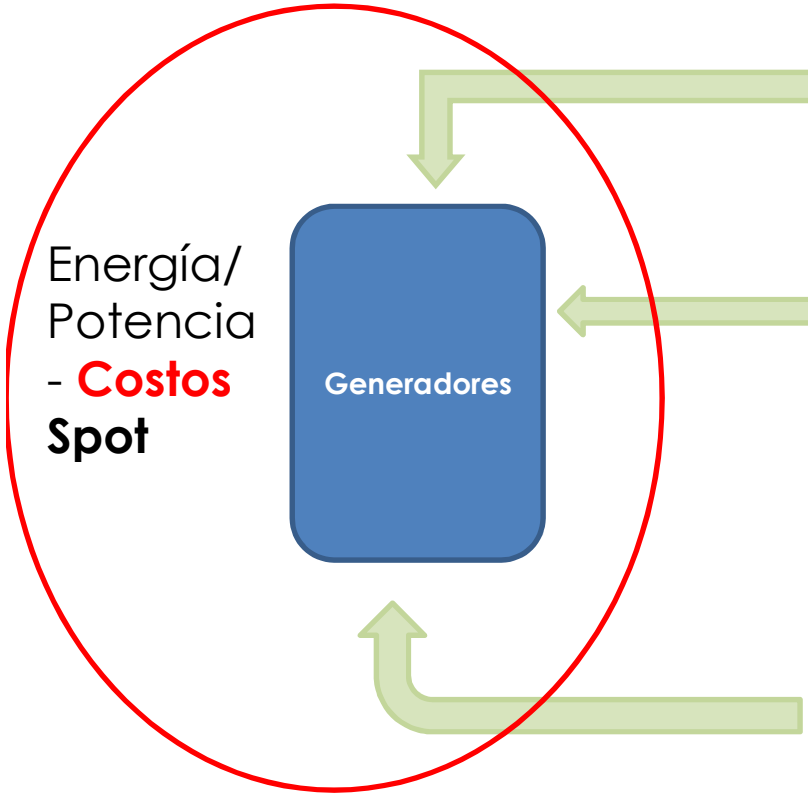
Fuente: Reporte Mensual Systep Agosto 2018

Señales espaciales de precios



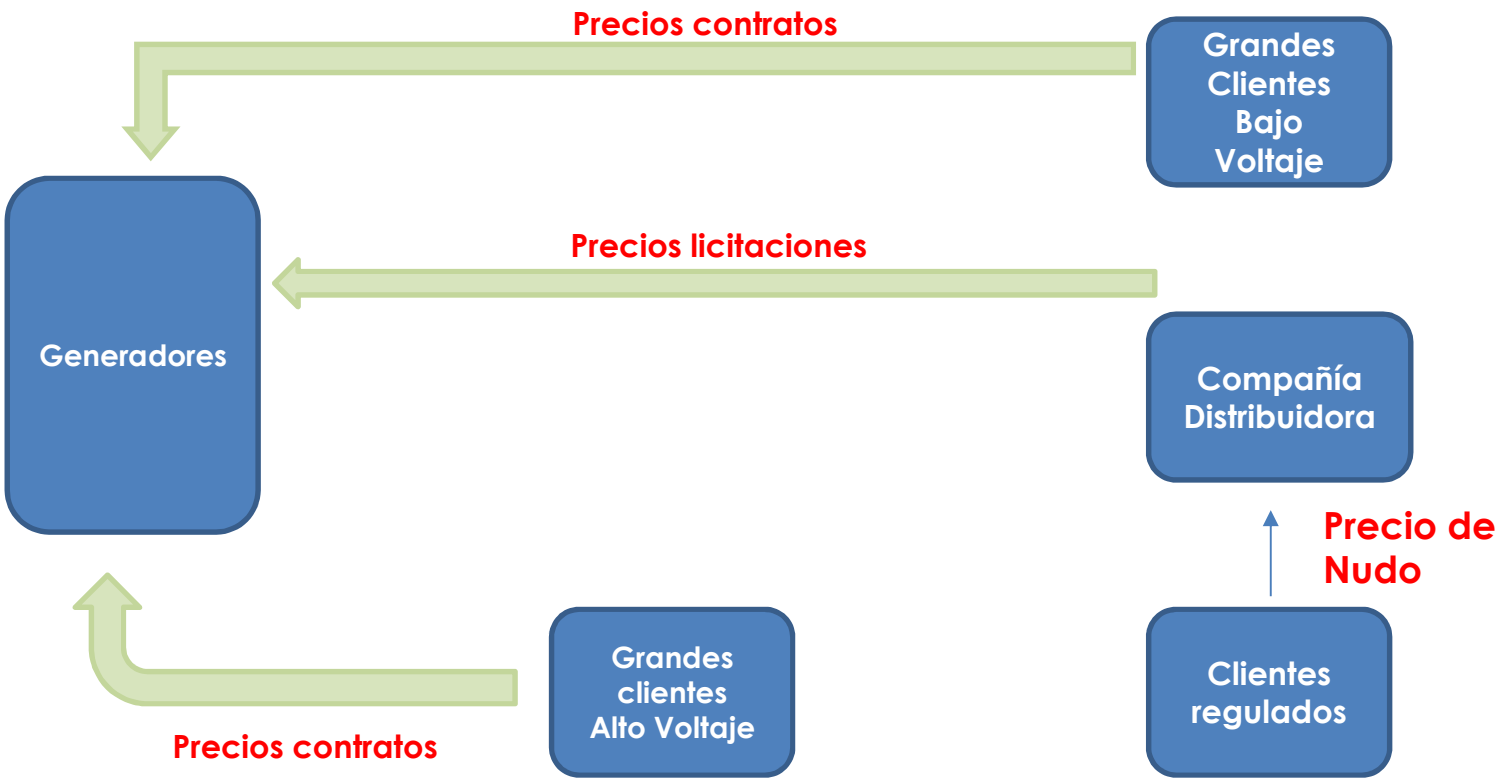
Compañías de transmisión separadas de agentes y del operador del sistema

Señales espaciales de precios



Mercado de corto plazo (precios spot). Cada nudo con un precio (costo) distinto

Señales espaciales de precios



Mercado de largo plazo (precios de contratos) - distintos por nudo

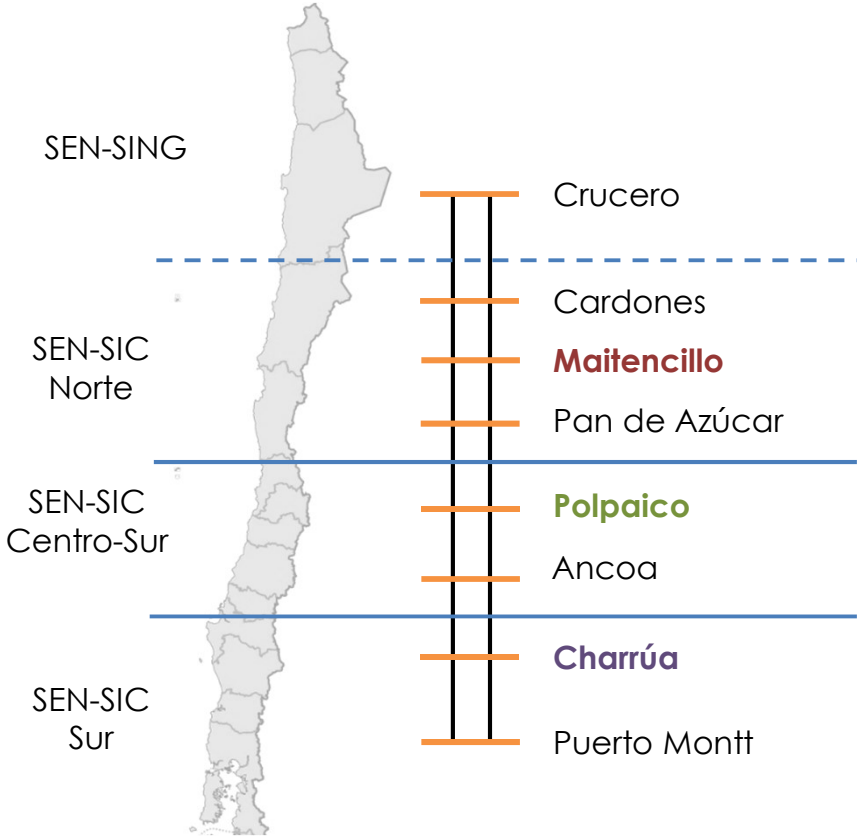
Sistema radial

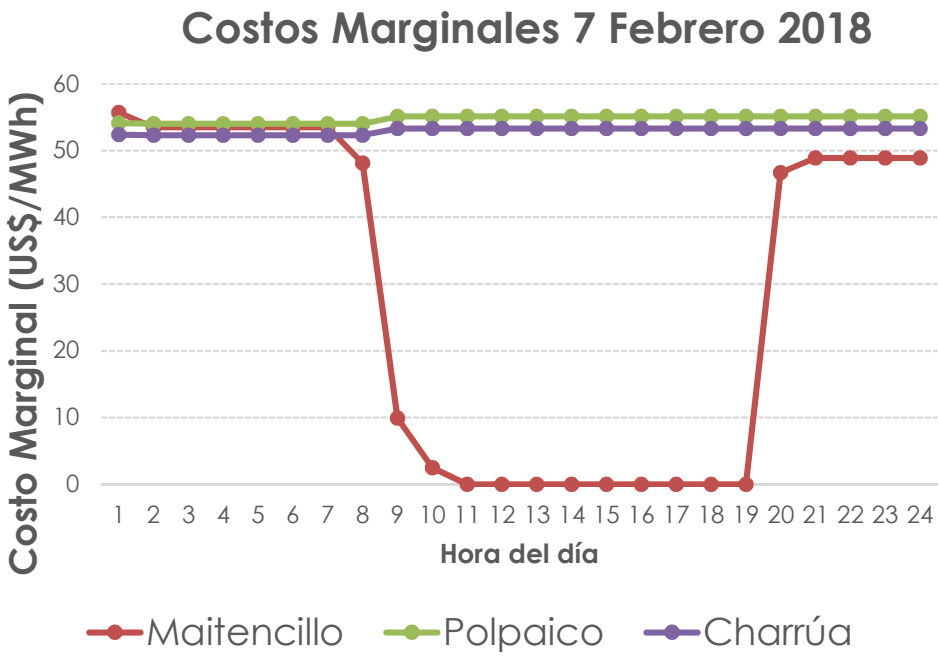
Sistema mayoritariamente **radial** (longitudinal) en donde las barras (nodos) presentan un bajo nivel de *enmallamiento*.

Esta situación de sistema radial, condiciona escenarios particulares de operación, costos marginales desacoplados y vertimiento.

Sistema radial

Grandes desacoples, y vertimiento de energía, cuando se produce saturación





Agenda

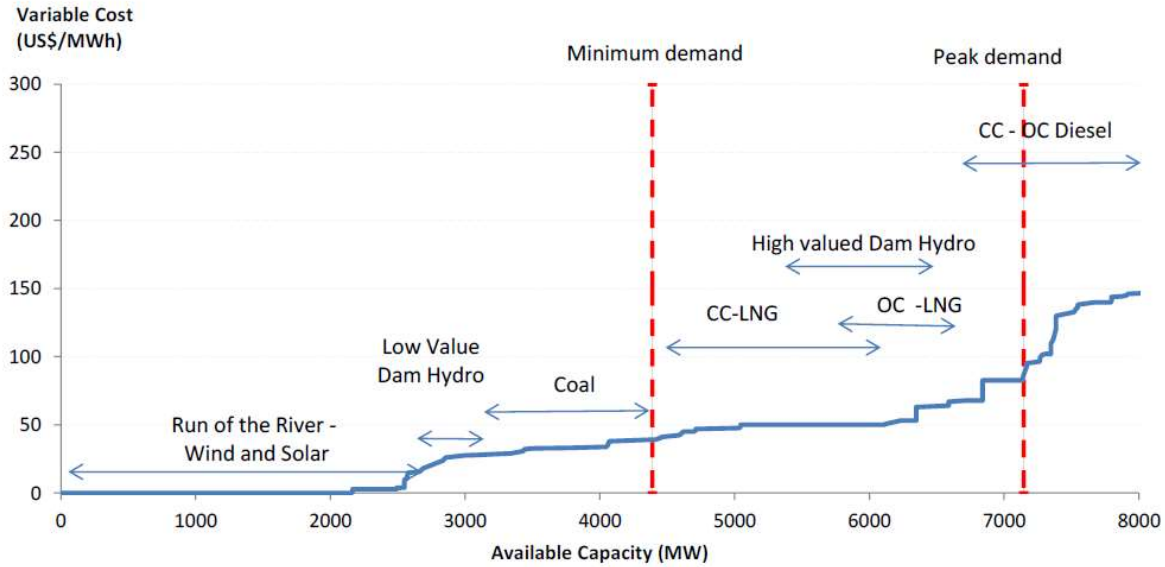
- Introducción
- **Costo Marginal y Precio de Nudo**
- Señales espaciales de transmisión
- Señales de mercado espaciales
- Conclusiones

Costo Marginal (Instantáneo)

En Chile, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN) es el encargado de realizar el despacho de las unidades de generación, el cual es **independiente** de los acuerdos comerciales que puedan tener las empresas generadoras.

Este despacho se realiza en orden de costos creciente, considerando los **costos variables** de generación (**auditados**), sujetos a las restricciones de **transmisión, seguridad y calidad de servicio**.

Ejemplo despacho por orden de mérito en el SEN Sur. Septiembre 2015.



Costo Marginal (Instantáneo)

La "Ley General de Servicios Eléctricos" (LGSE), 1982, en su artículo 225°, define:

> *"f) costo marginal de suministro: costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad"*

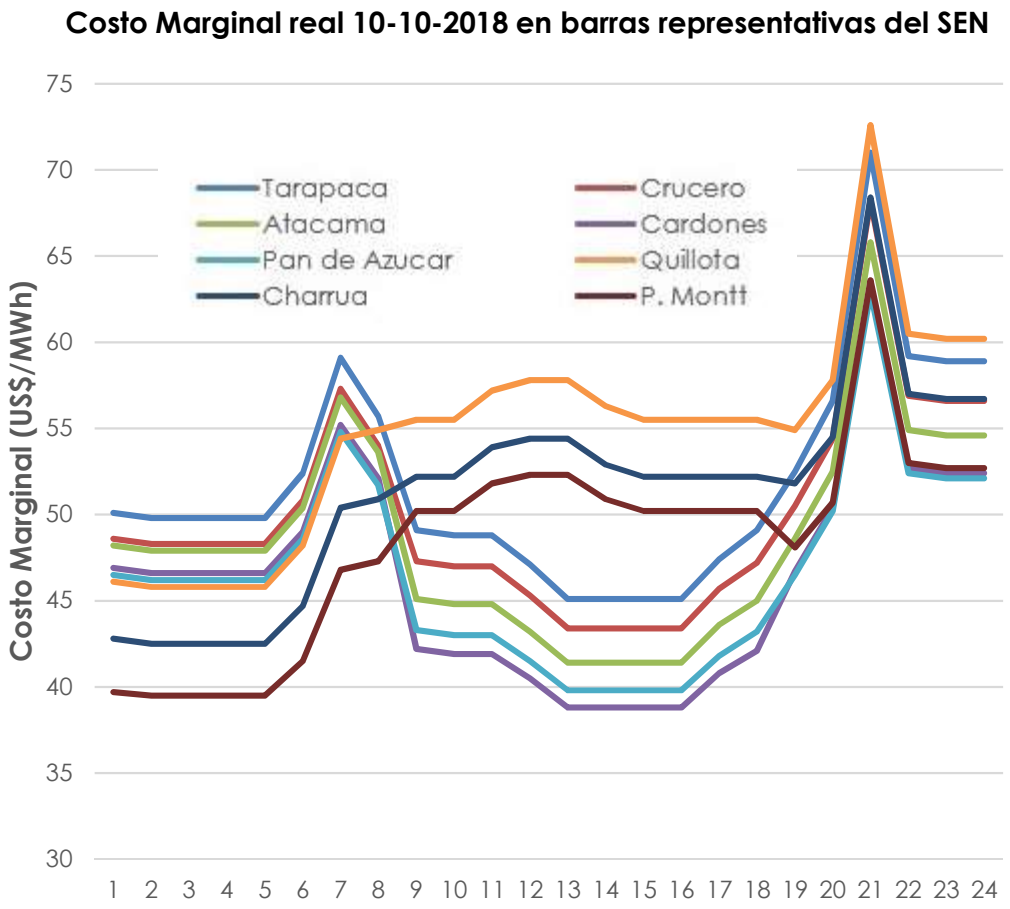
Mientras que en su artículo 72°-3 indica:

> *"(...) le corresponderá al **Coordinador** la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación, para lo que deberá **calcular los costos marginales instantáneos** del sistema, las transferencias resultantes de los balances económicos de energía, potencia y servicios complementarios, uso de los sistemas de transmisión (...)"*

Costo Marginal (Instantáneo)

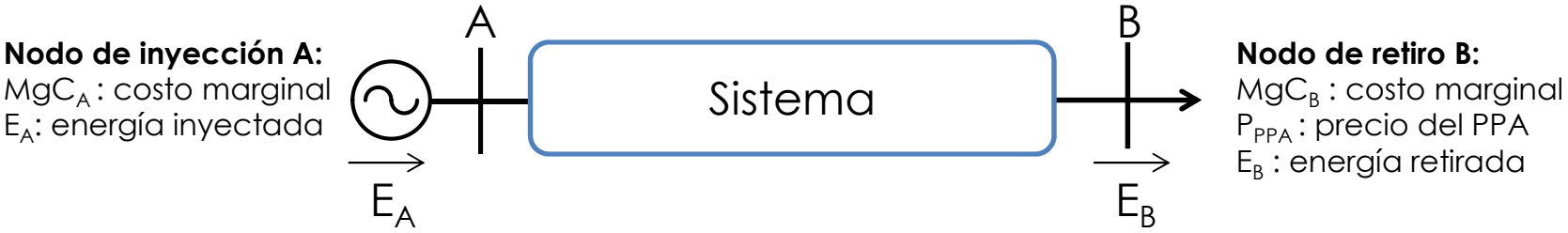
El Costo Marginal es definido por la unidad marginal, como el costo de suministrar 1 MW adicional al sistema, cumpliendo los parámetros de seguridad y calidad requeridos.

Este Costo Marginal se calcula para **cada hora** del día y para **cada barra** (nudo) del sistema, que dependerá de las condiciones de operación de este: demanda, disponibilidad de generación, restricciones en transmisión, etc.



Mercado Marginal (Spot)-solo generadores

- Generadores venden **toda su producción** al Mercado Spot a un precio igual al Costo Marginal del sistema en el punto de **inyección**.
- Generadores compran sus retiros de contratos en punto de **retiro**.
- Desbalances entre energía inyectada y retirada se liquidan mensualmente a precios del mercado spot.

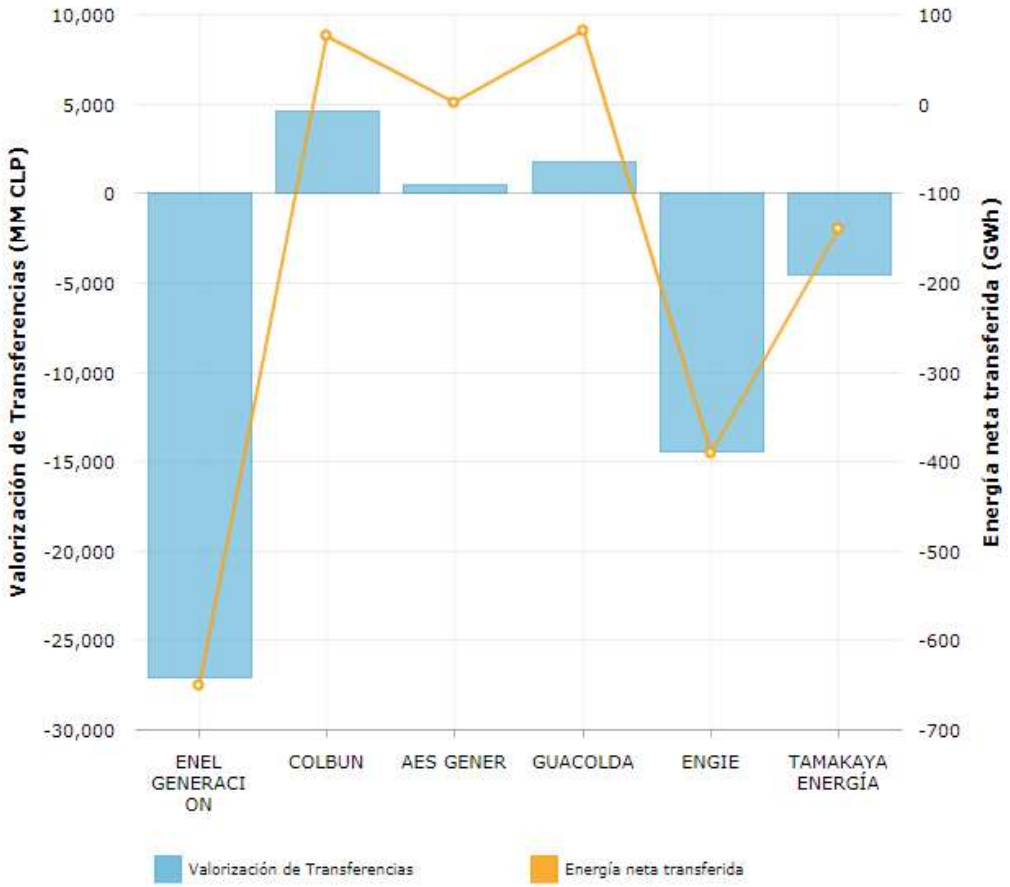


PPA energy margin

$$\textbf{Energy revenues} = \underbrace{MgC_A{*}E_A - MgC_B{*}E_B}_{\text{Spot balace}} + \underbrace{P_{PPA}{*}E_B}_{\text{PPA incomes}}$$

Mercado Marginal (Spot)-solo generadores

Transferencias mensuales de energía julio 2018



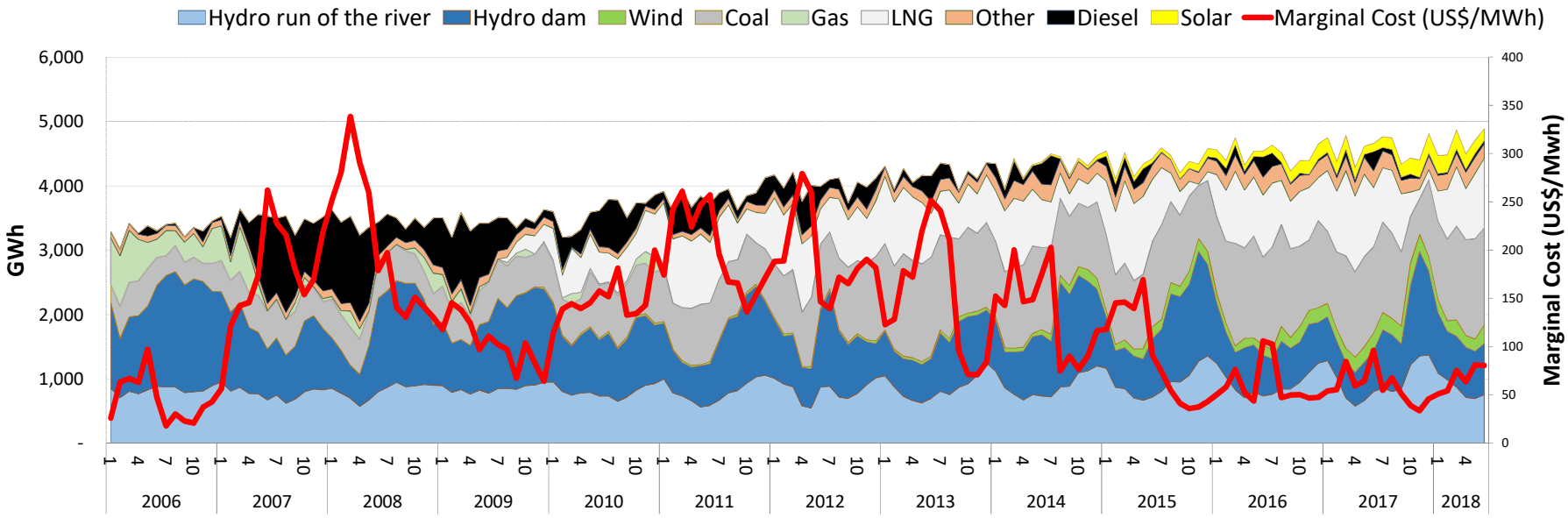
Coordinador Independiente (CISEN) encargado de calcular ingresos y retiros horarios, a precios spot, determinando transferencias netas resultantes entre agentes.

Además, debe hacer cumplir pagos en que han de incurrir las empresas generadoras, únicas participantes en este mercado.

Costo Marginal Histórico

Evolución del Costo Marginal en el subsistema SEN Sur (ex SIC) para la **barra Alto Jahuel 220 kV**.

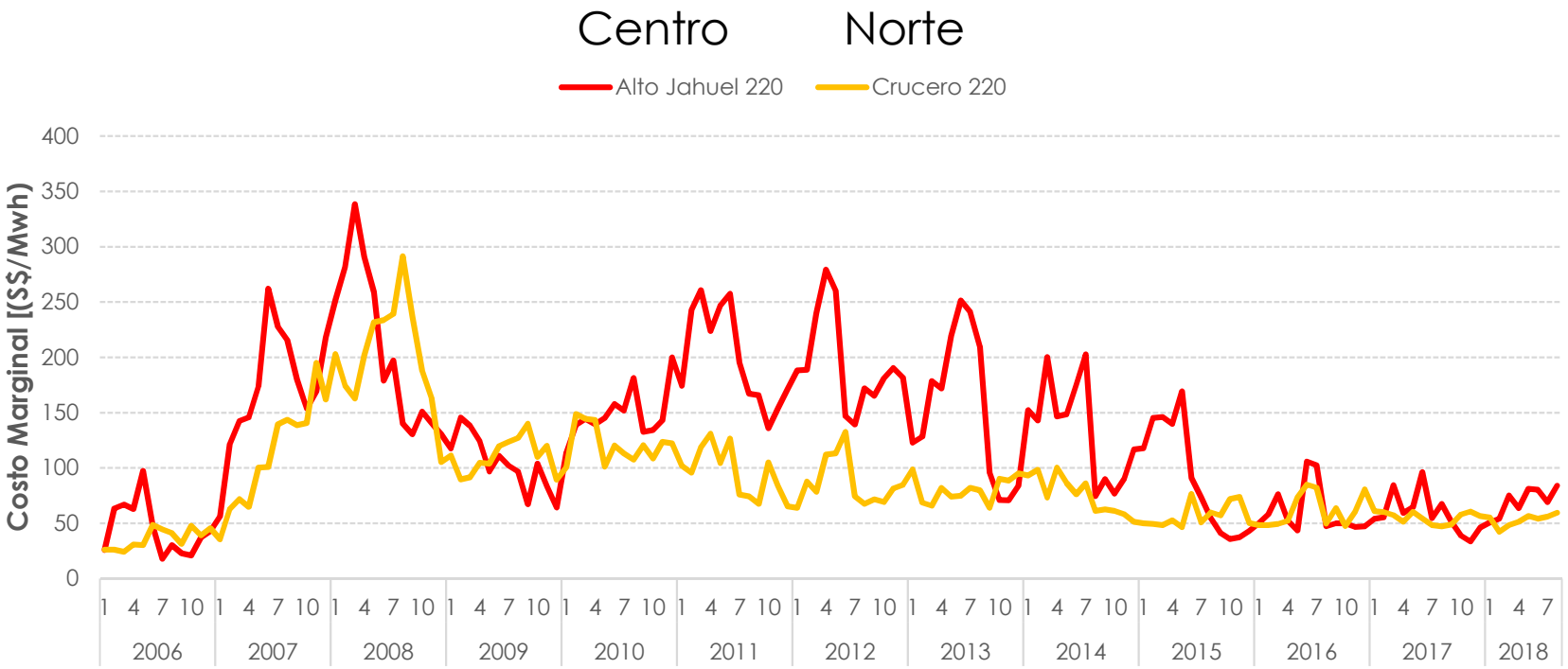
Alta variabilidad, donde sus valores máximos de 2007-2008 se condicen con una mayor generación en base a diésel.



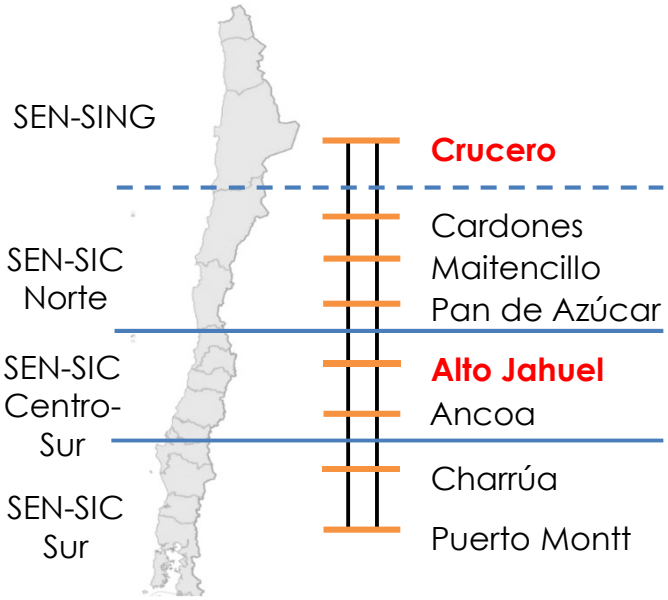
Costo Marginal histórico-comparación

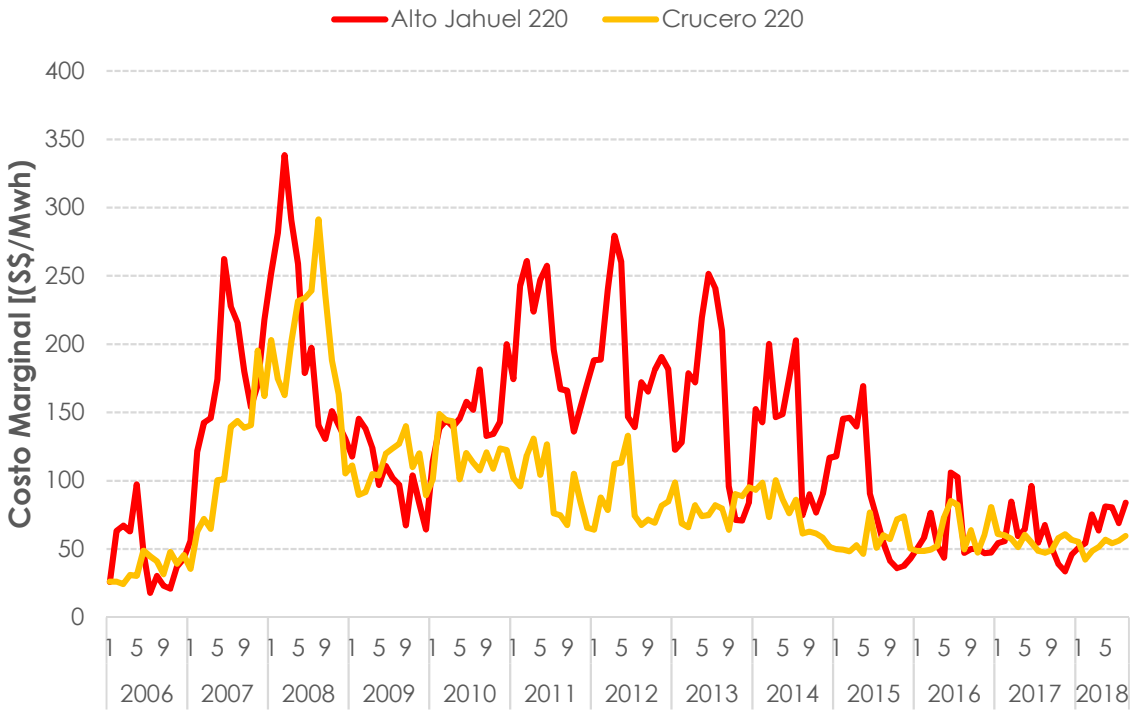
Evolución del Costo Marginal en dos barras (nudos) representativas de ambos subsistemas (SIC/SING):

Barra Alto Jahuel para el SEN-SIC y Crucero para el SEN-SING.



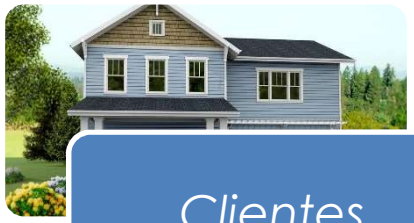
Costo Marginal histórico-comparación





Tipos de clientes y precios

Existen dos tipos de clientes:



Clientes Regulados

- Consumidores con **capacidad conectada igual o menor a 500 kW** (aquellos con capacidad entre 500 kW y 5 MW **pueden elegir** ser clientes libres).
- Sujetos a **regulación de precios**.
- Incluye clientes residenciales y pequeños y medianos clientes industriales.

Clientes Libres

- Consumidores con capacidad conectada **superior a 5 MW**.
- Grandes consumidores industriales o compañías mineras.
- No sujetos a regulación de precios
- Deben **negociar precios y términos de suministro** directamente con los proveedores de energía (generadores).

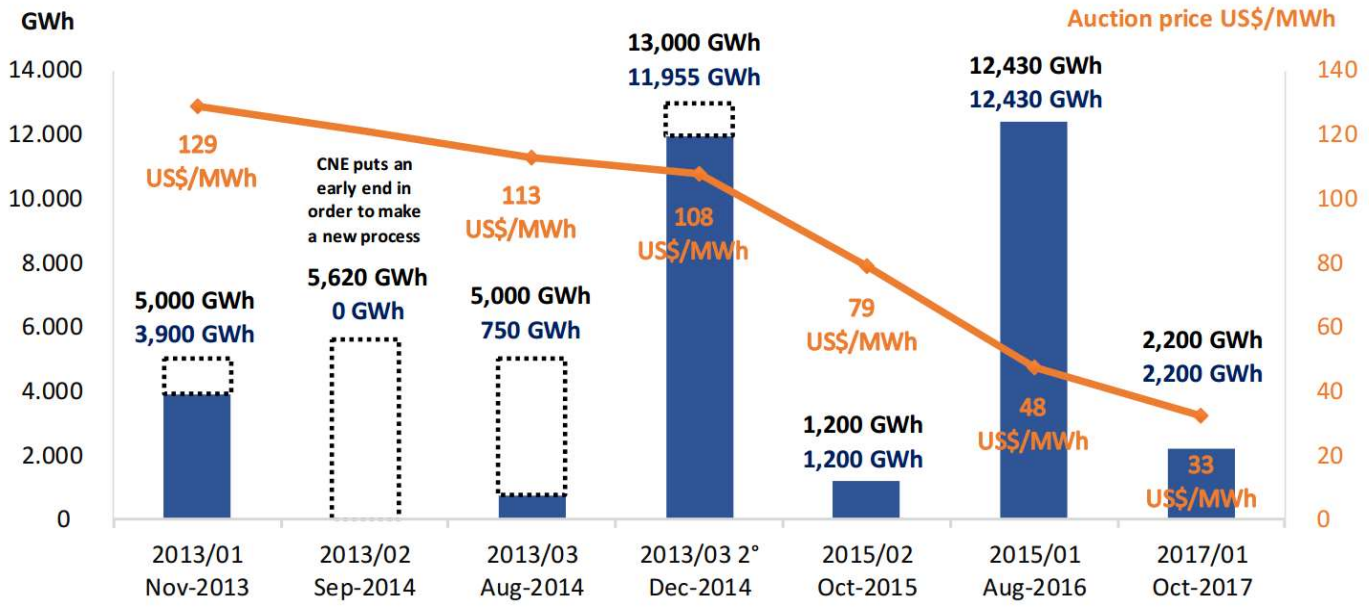
Precio de Nudo - espacial

A nivel de generación-transporte, se calcula el **Precio de Nudo** para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe suministro.

Precio de Nudo de Largo Plazo

Precios de Nudo de **Largo Plazo** se obtienen de precios resultantes de contratos adjudicados en procesos de **licitaciones públicas de energía** para compañías distribuidoras.

Resultados de las últimas licitaciones



*The amounts awarded and the total energy tendered are expressed as base + variable components.

Precio de Nudo de Corto Plazo

Precio de Nudo de Corto Plazo corresponde a precios, **calculados por la autoridad**, utilizados previo al 2015 para pagos a distribuidoras

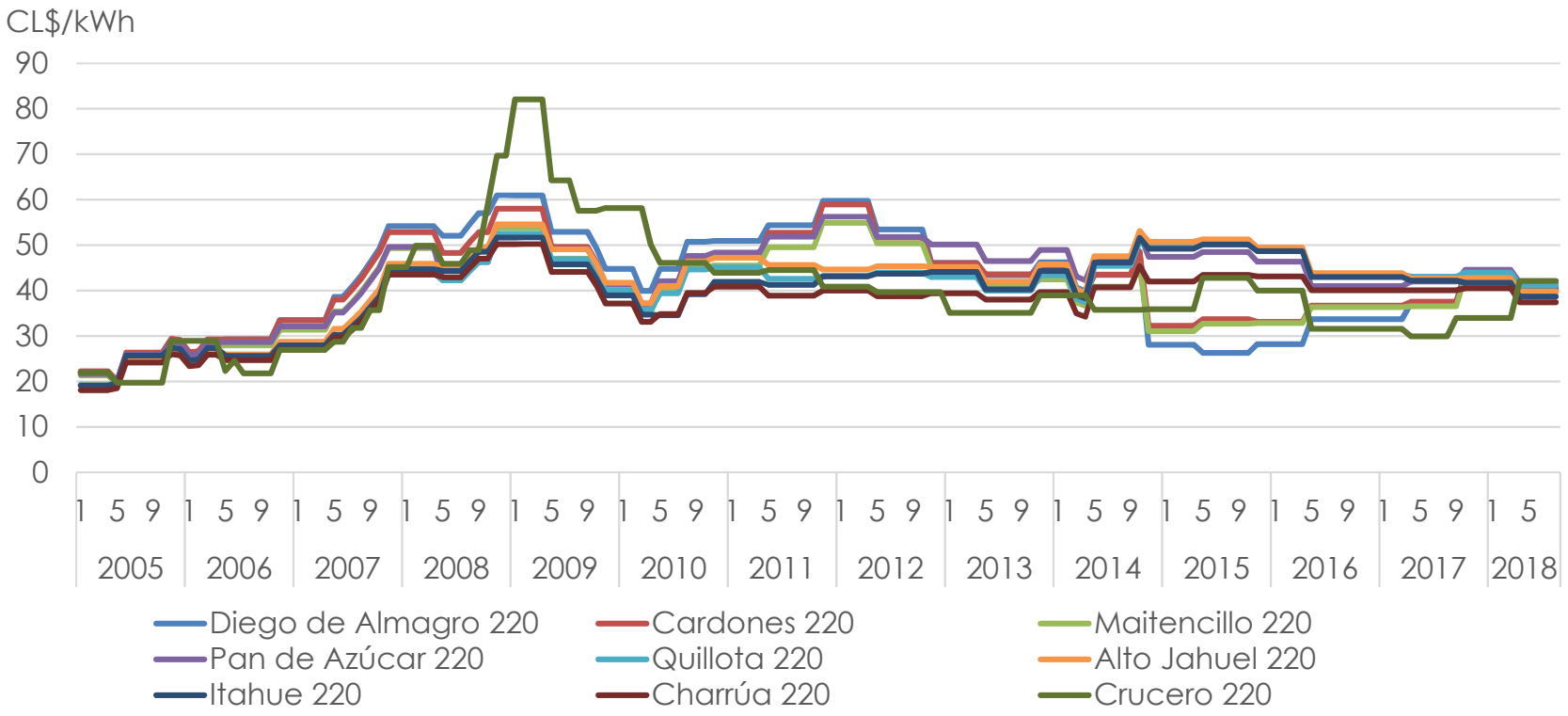
Se calculan **semestralmente** por la Comisión Nacional de Energía, considerando:

- Previsión de demanda de potencia y energía del sistema
- Programa de obras de Gx y Tx, existentes, en construcción y futuras
- Costos de combustibles, falla y costos variables de operación

Precio de Nudo de Corto Plazo es promedio de Costos Marginales esperados para siguientes 48 meses.

Evolución histórica- precio nudo corto plazo

En la figura, se muestra la evolución del Precio de Nudo de Corto plazo (promedio)para las barras más representativas del sistema



Agenda

- Introducción
- Costo Marginal y Precio de Nudo
- **Señales espaciales de transmisión**
- Señales de mercado espaciales
- Conclusiones

Remuneración de la transmisión

La remuneración de la **Transmisión** está regulada y se paga el Valor Anual de Transmisión por Tramo **(VATT)** el cual es igual a la suma de la Anualidad del Valor de Inversión **(AVI)** más los Costos Operación, Mantenimiento y Administración **(COMA)**.

$$VATT = AVI + COMA$$

Esta remuneración se recolecta a través de:

Ingresos Tarifarios (IT), que representan el costo de las pérdidas de energía en el sistema de transmisión (más costos de congestión). Corresponde a **señal espacial**.

Peajes de Transmisión, que permiten completar el pago del VATT, como la diferencia entre VATT y IT.

$$Peajes = VATT - IT$$

Remuneración espacial de la transmisión

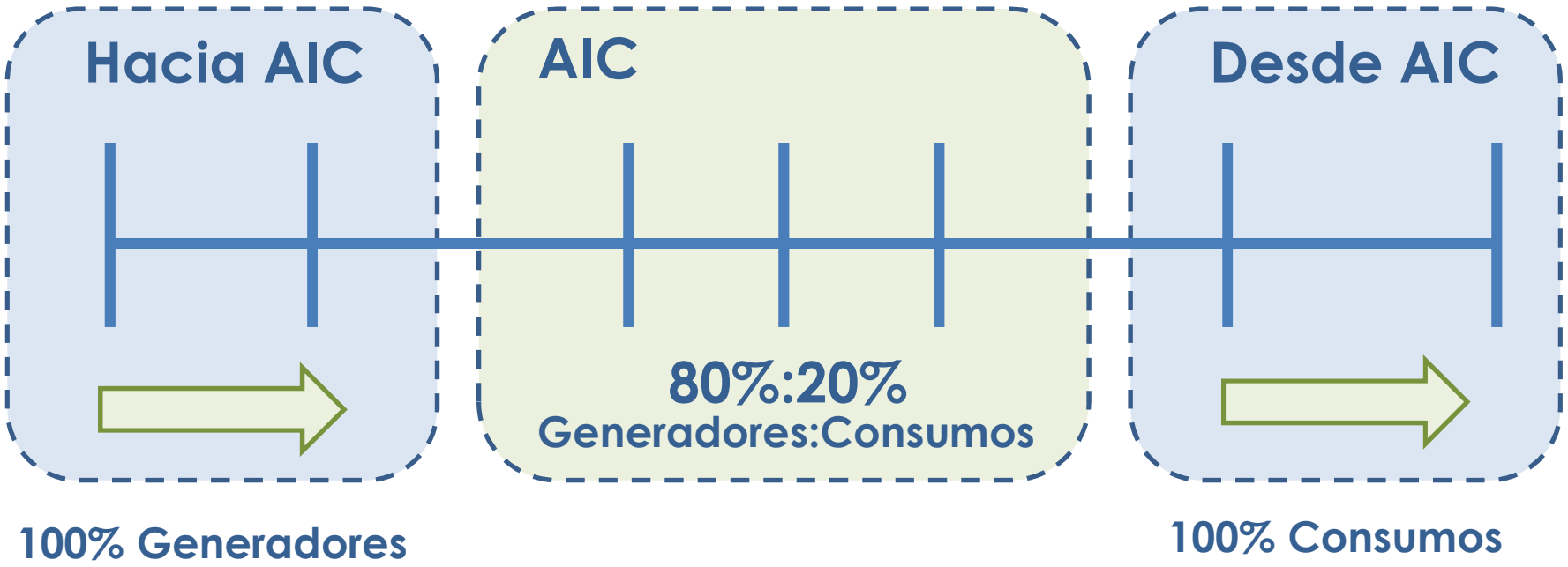
En esquema original de remuneración, se definía un **Área de Influencia Común (AIC)**, como la zona que concentrare la mayor parte de los consumos e inversiones de transmisión.

Dentro de esta área, el VATT era pagado por **generadores y consumidores**, en una relación 80:20.

Fuera de esta AIC, el pago dependía del uso y dirección de los flujos en cada línea:

- Si fluye **hacia** la AIC, los peajes son pagados en 100% por los **generadores**.
- Si fluye **desde** la AIC, los peajes son pagados en un 100% por los **consumos**.

Remuneración espacial de la transmisión



Esquema buscaba entregar señales de localización para agentes del mercado (**componente espacial**). Un generador más alejado del mercado debía pagar mayor transmisión.

Remuneración estampillada de la transmisión

Nueva Ley de Transmisión de 2016 estampilló el pago.

Se asigna el pago **total** de los costos de transmisión a clientes finales, a través de esquema de cargos proporcionales al consumo de energía, **independiente** de su **ubicación** o la distancia hacia los centros de generación.

Se privilegió reducir pago de peajes para lograr mayor competencia.

Agenda

- Introducción
- Costo Marginal y Precio de Nudo
- Marco Regulatorio
- Peajes
- **Señales de mercado espaciales**
- Conclusiones

Señales de mercado espaciales

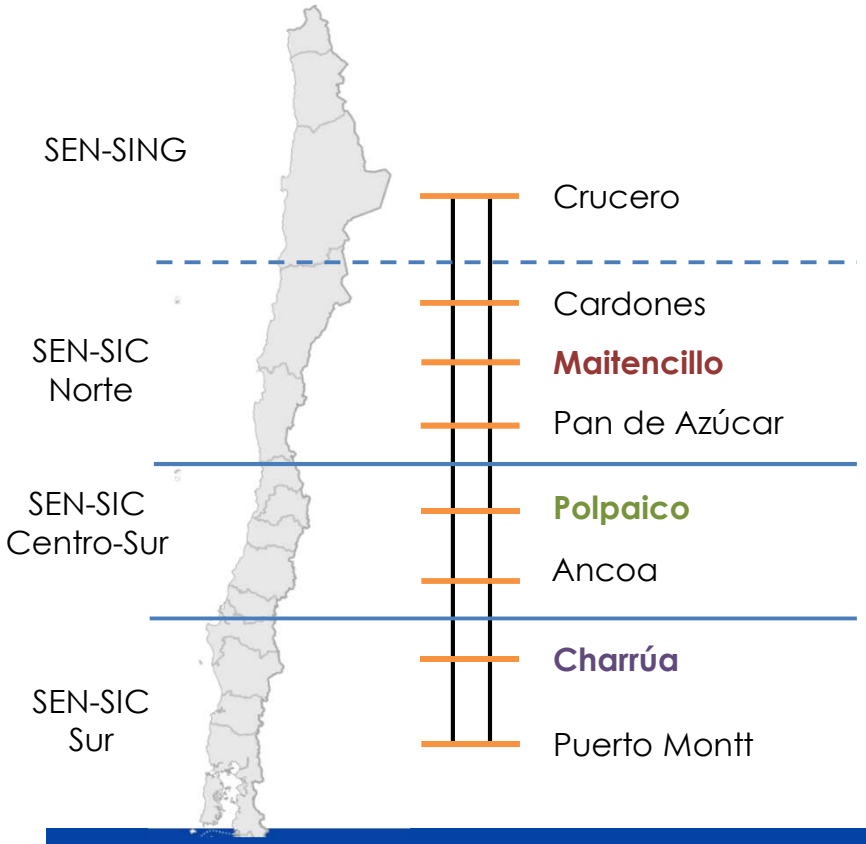
En sistema **multi-nodal,** cuando existen, por ejemplo, restricciones de transmisión, Costos Marginales en extremos de la línea difieren. Sistema se **desacopla**.

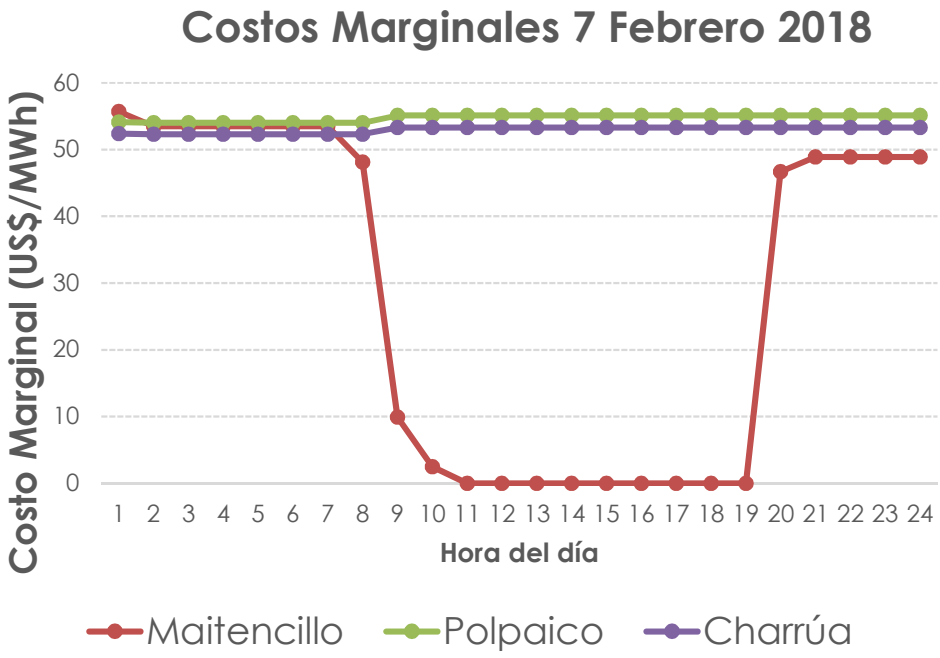
En el caso mas extremo, un nudo tiene Costo Marginal **cero**, mientras el otro se mantiene con valor positivo.

Señales de mercado- congestión

Antes de la **interconexión** de los sistemas SIC-SING, y dada la alta penetración de Energías Renovables Variables (en particular solar) en el norte, solían ocurrir frecuentemente estos fenómenos de desacoples.

Figura ilustra caso CMg nulo en barra "Maitencillo" para horas de máxima radiación solar.





Señales de mercado - expansión

En ejemplo anterior, desacople se produce por restricciones de transmisión, que no permiten evacuar la energía producida en el norte del sistema.

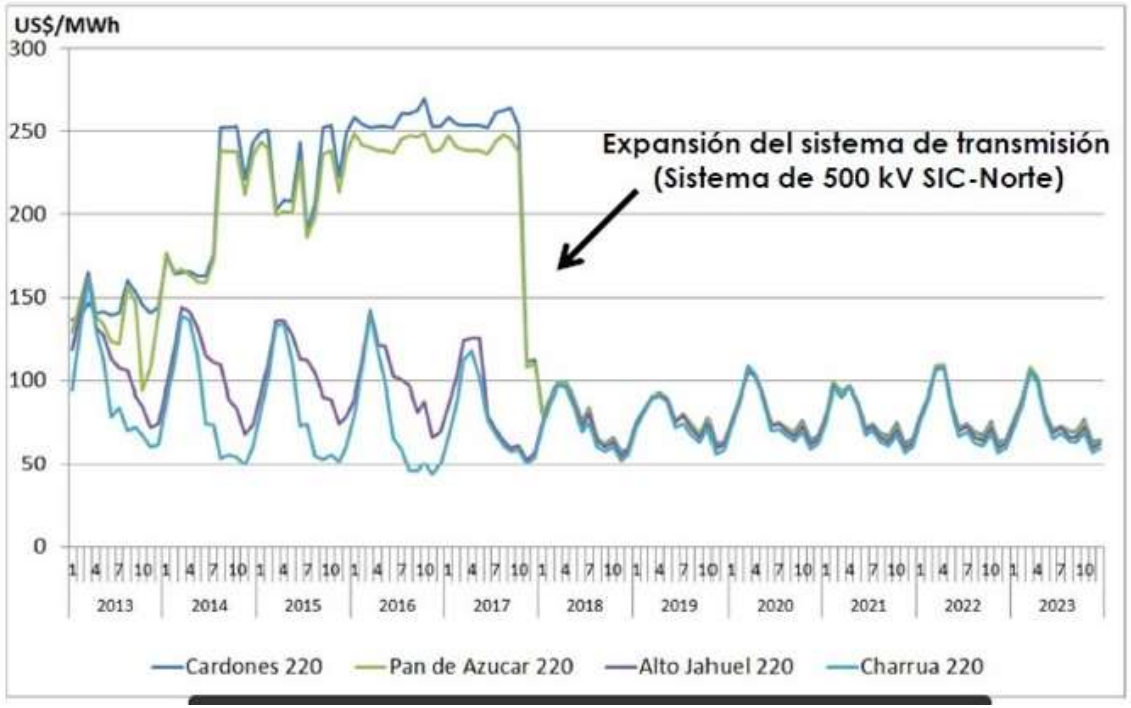
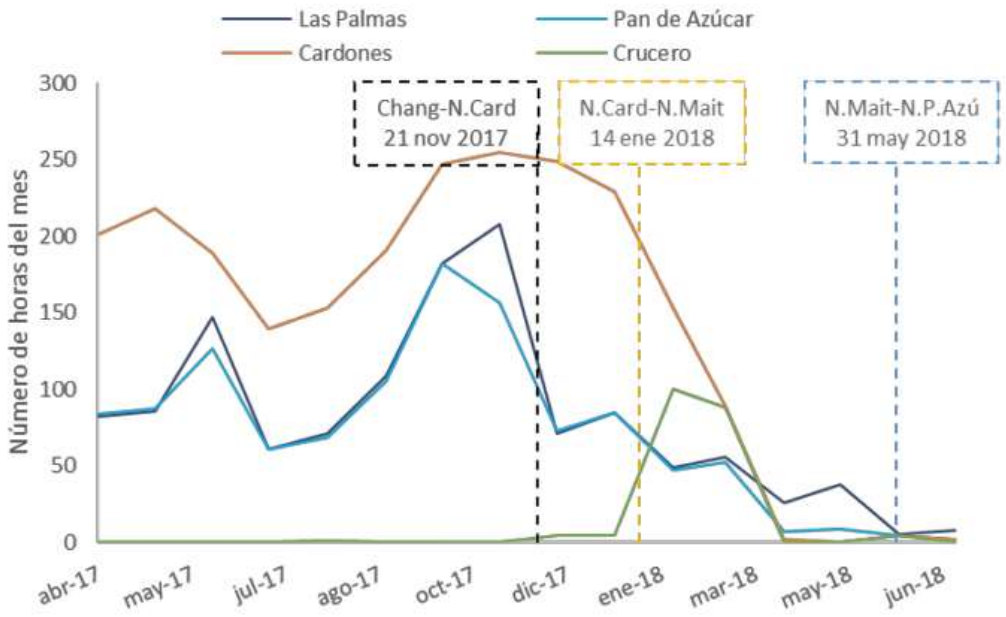


Figura muestra, para una expansión del sistema de transmisión, como CMgs desacoplados vuelven a acoplarse a partir de expansión.

Señales de mercado - horas CMgs nulos



Fuente: Reporte Mensual Systep Septiembre 2018

Luego de interconexión, horas con CMg nulo en el centro-norte del sistema se reducen significativamente.

Ejemplo de líneas "Cardones" y "Maitencillo", que pasaron de 201 horas con CMg nulo en abril 2017, a solo 2 horas en abril de 2018, reduciendo *vertimientos* de sol de un 24% a un 5% en mismo período.

Agenda

- Introducción
- Costo Marginal y Precio de Nudo
- Marco Regulatorio
- Peajes
- Señales de mercado espaciales
- **Conclusiones**

Reflexiones finales

- *Señales de precios espaciales son alternativa que mejor refleja restricciones de transmisión en un mercado eléctrico, entregando señales claras a los agentes del mercado (generación y demanda)*

- *Si no existiera congestión, habría un solo precio en el mercado (asumiendo pérdidas nulas), lejos de la realidad del mercado*

- *Si hay restricciones de transmisión, implicando congestión, el CMg varía espacialmente, ya que abastecimiento más económico no puede abastecer la demanda*

- *Se incrementa el costo de abastecimiento cuando no hay suficiente transmisión*

Reflexiones finales

- *Señales de precios espaciales reflejan mejor los riesgos de inversión (en oferta y demanda) en el sistema, dadas las restricciones de la red de transmisión y su eventual expansión*

- *Un generador que invierte en una zona saturada se expone a un costo marginal nulo en condiciones de congestión por lo que debe dimensionar adecuadamente los riesgos*

- *Los escenarios de precios espaciales están condicionados por cómo se expanda la transmisión y la solución regulatoria que se elija para ello*

- *En Chile hay un esquema de planificación centralizada de la expansión de la transmisión*

Los precios de nudo en el mercado eléctrico chileno

LANZAMIENTO DE LA ESCUELA IBEROAMERICANA DE REGULACIÓN ELÉCTRICA (EIRE- ARIAE)

Seminario Taller Garantías y coberturas, Señales de localización y Mercados descentralizados

Hugh Rudnick
Universidad de los Andes, Colombia, 18 octubre 2018